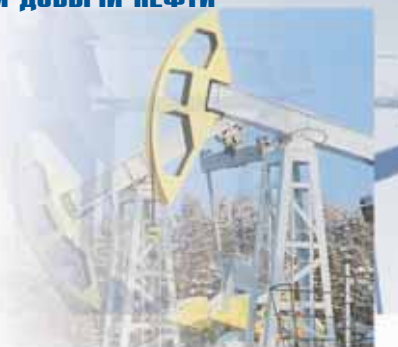


Эжекторные многофункциональные пластоиспытатели ЭМПИ – УГИС: результаты, перспективы и области их применения

3.Д. Хоминец
(ЗАО СП «Геотест», ТОО «ЭМПИ-сервис»)



Ejector multifunctional formation testers EMPI-UGIS: Results, prospects and their application areas

Z.D. Khominets
(Geotest SP ZAO, EMPI – Service TOO)

The description of designs, functional properties and technological capabilities of ejector multifunctional formation testers (EMPI) on the basis of jet pumps of UGIS type is given. Flow charts and results of application of EMPI-UGIS at formations testing, acidizing, hydrofracturing and repair-insulating works in oil wells with anomalously low formation pressure are considered. Prospects of EMPI-UGIS application at horizontal boreholes logging and condensate wells operation are shown.

В результате анализа геолого-промысловой, экономической и технологической эффективности широкого спектра технических средств и технологий, применяемых при поиске, разведке и разработке нефтегазовых месторождений [1, 2, 3], автором сформулированы следующие основные требования, которым должны соответствовать новые поколения технических средств испытания, исследования, интенсификации притока углеводородов и освоения скважин.

1. Создание за короткий период времени (0,5-2 мин) необходимой депрессии на пласт и поддержание ее постоянной в течение требуемого времени.
2. Исключение образования взрывоопасных газовых смесей и открытого фонтанирования скважин.
3. Возможность пропуска через испытатель пластов измерительной аппаратуры и проведение геофизических исследований при необходимой депрессии.
4. Возможность проведения работ по очистке прискважинной зоны пластов (ОПЗП) с привлечением широкого спектра методов, материалов и стандартного оборудования.
5. Проведение многоцикловых гидродинамических исследований.
6. Работа в условиях высокого содержания в продукции скважины механических примесей, природного газа и химически агрессивных агентов.
7. Работа в широком диапазоне изменения дебитов скважин и в условиях аномально низких пластовых давлений.
8. Работа в скважинах с любым искривлением ствола.

Для выполнения этих требований эжекторные (струйные) насосы имеют существенные преимущества по сравнению с другими техническими средствами. Однако, несмотря на многообразие конструкций эжекторных насосов, используемых в нефтяной и газовой промышленности (Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар, 1982 г.), при их разработке и применении отсутствовал комплексный подход, предусматривающий учет всего многообразия факторов, которые действуют на всех этапах строительства и эксплуатации скважин, а также решаемых при этом задач [3]. Поэтому автор предложил новый класс эжекторных насосов типа УГИС (устройство для геофизических исследований скважин), принципиальной особенностью которых является наличие в их корпусе проходного канала большого диаметра [4], (патент РФ № 2129672).

На базе УГИС разработан ряд эжекторных многофункциональных пластоиспытателей (ЭМПИ), позволяющих объединять в единую технологическую цепочку (при однократном спуске компоновки скважинного оборудования на НКТ) практически все виды работ, связанных с испытанием, исследованием и интенсификацией притока скважин. По способу подачи рабочего агента на соплó эжектирующего устройства и способу доставки его в скважину УГИС делятся на пять серий (патенты РФ № 2129672, 2188970, 2106540, 2175413), [5].

Через проходной канал в корпусе каждой из пяти серий УГИС в подпакерную зону можно спускать на каротажном кабеле или проволоке промыслово-геофизические приборы, перфораторы и дру-

гое стандартное малагабаритное оборудование диаметром от 46 до 76 мм в зависимости от модификации УГИС.

В состав ЭМПИ – УГИС входит следующее оборудование.

1. Струйный насос типа УГИС.
2. Сменные функциональные вставки: депрессионная, для физико-химической обработки (ФХО), для регистрации кривых восстановления пластового давления (КВД) в подпакерном пространстве, для знакопеременного гидродинамического воздействия на пласт, опрессовочная, а также герметизирующий узел и др.
3. Механический пакер с якорем поворотного или нажимного действия.
4. Фильтр для очистки рабочей жидкости.
5. Ловильный инструмент для извлечения функциональных вставок и вставных эжектирующих устройств: ловитель и механический ясс.

Величина, на которую уменьшается давление в скважине под пакером с помощью струйного насоса, определяется скоростью истечения рабочей жидкости через соплó, зависящей от производительности насосного агрегата. Практически забойное давление удобнее связывать с давлением, создаваемым насосным агрегатом на устье скважины и расстоянием от устья скважины до струйного насоса. При этом можно максимально уменьшить забойное давление на величину гидростатического давления над струйным насосом. В качестве рабочего агента можно использовать техническую воду, дизельное топливо, сепарированную нефть, природный газ [2].

ЭМПИ – УГИС с герметизирующим узлом и сменными функциональными вставками позволяет проводить за один спуск компоновки ЭМПИ широкий спектр следующих технологических операций в подпакерной зоне при регулируемом забойном давлении (при депрессии или репрессии на пласт).

1. Создание необходимой депрессии на пласт и поддержание ее стабильной на протяжении неограниченного времени (длительное дренирование пластов).
2. Гидродинамическое воздействие на пласт методом мгновенных циклических депрессий (МЦД) для ОПЗП.
3. Многоцикловые гидродинамические исследования: регистрация экспресс-индикаторных кривых (ИК); регистрация КВД в подпакерной зоне, в том числе от меньших депрессий к большим; регистрация кривых падения давления (КПД).

4. Кислотные обработки пласта в динамическом режиме (КОД).
5. Перфорация пластов в режиме заданной депрессии перфораторами на кабеле или НКТ.
6. Каротаж в режиме депрессии (приток - состав и другие исследования).
7. Селективное акустическое воздействие (АВ) на пласт в режиме депрессии.
8. Отбор проб пластового флюида в любом интервале перфорации и при любой депрессии.
9. Принудительная добыча нефти из скважины.
10. Эксплуатация скважины через УГИС фонтанным способом.
11. Работа совместно с устройством для гидроразрыва пласта.
12. Гидроразрыв пласта (ГРП) и/или освоение скважины после него.
13. Воздействие на пласт пороховыми генераторами давления или шнуровыми торпедами с последующим освоением скважины.
14. Установка через УГИС цементных мостов или закачка через УГИС водоизолирующих материалов.
15. Свабирование при находящемся в скважине УГИС.
16. Проведение исследований по методикам каротаж – испытание – каротаж, каротаж – закачка – каротаж.
17. Промывка забоя скважины через УГИС с помощью гибких труб (использование котлобинга).
18. Эксплуатация газоконденсатных скважин с периодическим их исследованием и интенсификацией дебита при постоянно находящемся в скважине комплексе ЭМПИ - УГИС.

Струйные насосы типа УГИС с подачей рабочего агента на соплу по затрубному пространству имеют следующие преимущества по сравнению с УГИС, на соплу которых рабочий агент подается по НКТ.

1. Профиль притока можно регистрировать при давлении насосного агрегата до 16 МПа, в то время как для УГИС с подачей рабочего агента на соплу по НКТ оно должно быть не больше 10 МПа.
2. Устьевого лубрикатор может быть упрощенной конструкции и рассчитан на давление 2-3 МПа.
3. Хороший вынос песка по НКТ на поверхность из подпакерной зоны, а также отсутствие угрозы оседания механических примесей над пакером в затрубном пространстве.
4. Исключение возможности размыва оплетки каротажного кабеля рабочим агентом при длительных измерениях на стационаре при работающем струйном насосе.

Однако УГИС с подачей рабочего агента по затрубному пространству имеют следующие недостатки.

1. Давление насосного агрегата не должно превышать давление опрессовки обсадной колонны.
2. Обсадная колонна не должна иметь повреждений в зоне коллекторов над пакером, иначе рабочий агент будет попадать в пласты, что не обеспечит создания необходимой депрессии под пакером.

Устройство ЭМПИ - УГИС эффективно для обработки прискважинной зоны пласта химическими реагентами. Последние закачивают в пласт при установленной в корпусе УГИС вставки ФХО, позволяющей проводить закачку при давлениях выше давления опрессовки обсадной колонны, а также защищающей корпус устройства от коррозии. После закачки реагентов в пласт вставку ФХО заменяют депрессионной. Во время реагирования периодическим снижением и восстановлением забойного давления обеспечивают непрерывную циркуляцию реагентов в прискважинной зоне, т.е. кислотная обработка проводится в динамическом режиме. После химической обработки продукты реакции извлекаются непрерывной откачкой при максимально допустимой депрессии на пласт.

Главным преимуществом применения струйных насосов при кислотных обработках является своевременное извлечение из пласта продуктов реакции растворов кислоты с породой. Для месторождений Западной Сибири, представленных продуктивными пластами полимиктового состава с высокими температурами (более 80 °С), характерным при кислотных обработках является образование студ-

необразных гелей или нерастворимых осадков при времени реакции более 2 ч. Применение для освоения скважин компрессоров (кстати, запрещенных РГТИ в 1998 г.) увеличивает время вызова притока из пласта до 4-6 ч и приводит к нежелательному задавливанию продуктов реакции в пласт при повышении давления в затрубном пространстве (до срабатывания пусковой муфты, как правило, на глубине 600 м). При использовании свабов время начала вызова притока снижается, однако темп отбора жидкости невысок и время нахождения кислоты в пласте составляет 3-4 ч. При применении УГИС на глубине более 3000 м на смену функциональных вставок затрачивается не более 1,5 ч, что позволяет при кислотных обработках избежать осаждения в поровых каналах нерастворимых продуктов реакции.

В последнее время при кислотных обработках используются две конструкции многофункциональных вставок ФХО (патент РФ № 2280787), которые позволяют сразу же после закачки кислоты переходить к дренированию скважин. Вставки ФХО особенно эффективны при использовании в карбонатных коллекторах. С 2006 г. все кислотные обработки в ТПП «Урайнефтегаз» специалисты ЗАО СП «Геотест» проводят с применением этих вставок.

Комплекс ЭМПИ – УГИС высокоэффективен при интенсификации притока нефти в скважинах с низкими пластовыми давлениями с помощью акустического воздействия. Впервые такие работы были проведены нами в скв. 6639 Самотлорского месторождения в 1990 г. [5]. В этой скважине продуктивный пласт БВ₁₀ представлен двумя прослоями: верхним – толщиной 2,9 м с относительной амплитудой потенциалов естественной поляризации горных пород $\alpha_{ис} = 0,41$ и нижним – толщиной 1,8 м с $\alpha_{ис} = 0,6$. Скважина введена в эксплуатацию в августе 1987 г. с начальным дебитом нефти 6 т/сут при 11%-ной обводненности, а с января по июнь 1990 г. находилась в бездействии. Работы с применением УГИС-4 проводились путем одновременного воздействия на прискважинную зону пласта ультразвуком и методом мгновенных циклических депрессий. После ОПЗП скважина была введена эксплуатацию в июле 1990 г. с помощью СШН с дебитом нефти 10,3 т/сут и обводненностью 8 %. Скважина проработала до конца мая 1992 г. (410 сут). При этом дополнительная добыча нефти составила 2244 т.

Акустическое воздействие на пласт через УГИС широко применяется в Нижневартовском нефтегазоносном районе для увеличения дебита и приемистости скважин при закачке химических реагентов в пласт. По мнению автора, этот метод будет наиболее эффективным при очистке прискважинной зоны пластов от коломатантов в малодобитных скважинах с высокими коллекторскими свойствами удаленной зоны пластов, а также при кислотных обработках скважин с низкой приемистостью. Его следует применять также для селективного воздействия на отдельные прослои для выравнивания профиля приемистости или увеличения работающей толщины пластов (патент РФ № 2206802).

Широкое применение ЭМПИ - УГИС-(1-10) началось с 1989 г. в ПО «Нижневартовскнефтегаз». В настоящее время также используются модификации ЭМПИ - УГИС-(11-20) в ТПП «Урайнефтегаз», ЗАО «Поморнефтегазгеофизика» и РУП «ПО «Беларуснефть». В 2007 г. начаты работы с применением ЭМПИ - УГИС в Сирийской нефтяной компании. На конец 2006 г. силами ЗАО СП «Геотест», ТОО «ЭМПИ-Сервис» и других сервисных компаний с использованием ЭМПИ - УГИС выполнено более 5000 скважино-операций. Только в ТПП «Урайнефтегаз» с 1999 по 2006 г. проведена 751 скважино-операция по интенсификации притока нефти при капитальном ремонте добывающих скважин. При этом успешность ОПЗП составила в среднем 86 %, длительность эффекта - 318 сут, средняя дополнительная добыча нефти на скважино-операцию - 1241 т, среднее увеличение дебита нефти по одной скважине - 3,37 раза.

При очистке прискважинной зоны пласта с применением ЭМПИ - УГИС в ТПП «Урайнефтегаз» проводились следующие технологические операции: а) воздействие на пласт методом мгновенных циклических депрессий в 100 % скважин; б) регистрация профилей притока в режиме депрессии в 52 % скважин; в) кислотная обработка плас-

тов в динамическом режиме в 65 % скважин; г) регистрация индикаторных кривых в 100 % скважин; д) регистрация КВД в подплаккерном пространстве в 53 % скважин. При водоизоляционных работах УГИС применялся в 19 % скважин, освоении после ГРП – в 8 % скважин. Отдельного внимания заслуживает испытание способа добычи нефти с использованием УГИС-6 и депрессионной вставки. Эти установки были спущены в скважины для ОПЗП при капитальном ремонте и оставлены в них после освоения для добычи нефти. Для работы УГИС подавалась вода от линии ППД. За 6 мес дополнительная добыча по скв. 5401 составила 866 т, прирост дебита – 5,3 т/сут, по скв. 9195 – соответственно 3023 т и 24,6 т/сут.

На базе ЭМПИ-УГИС разработан и успешно испытан ряд многоступенчатых технологических операций [6]: 1) технология вторичного вскрытия пластов в режиме депрессии перфораторами на НКТ с последующими ОПЗП и освоением скважин (патент РФ № 2168073); 2) технология ремонтно-изоляционных работ (РИР) (патент РФ № 2190780); 3) технология ГРП с последующим освоением и исследованием скважин методами геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИС) исследований скважин (патент РФ № 2205993).

Большие перспективы комплекса ЭМПИ-УГИС связаны с исследованием, испытанием и освоением горизонтальных скважин (рис. 1), а также эксплуатацией газоконденсатных скважин (патенты РФ № 2239729 и 2263237). При каротаже горизонтальных скважин автономный каротажный прибор спускается в скважину на нижнем конце гибкой трубы колтбобинга, пропущенной через герметизирующий узел. Порядок работ такой же, как при регистрации профилей притока с применением ЭМПИ – УГИС и каротажного кабеля в скважинах с небольшой кривизной ствола. При этом благодаря жесткости гибкой трубы можно многократно исследовать горизонтальную часть ствола как при разных депрессиях, так и с разной скоростью движения каротажного прибора. Отверстия в нижней части гибкой трубы позволяют закачивать в скважину агенты с аномальными физическими свойствами. Таким образом, за один спуск компоновки ЭМПИ - УГИС можно всесторонне исследовать горизонтальную скважину, в том числе по методам каротаж – испытание – каротаж, каротаж – закачка – каротаж и др.

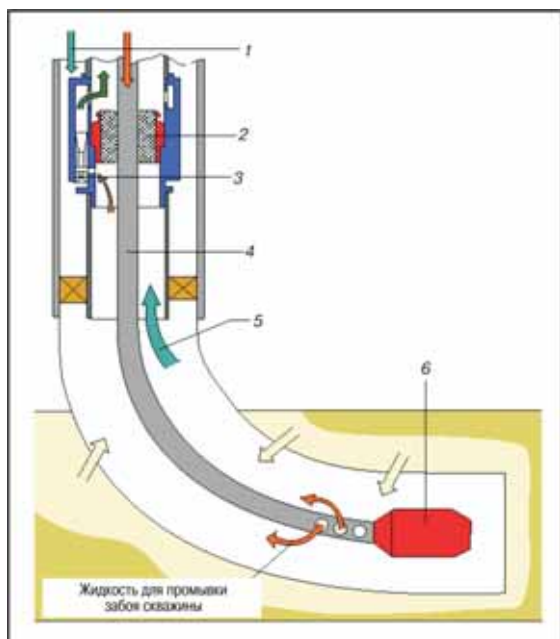


Рис. 1. Схема компоновки оборудования при проведении каротажа горизонтальных скважин с помощью ЭМПИ - УГИС:

1 – рабочий агент; 2 – герметизирующий узел; 3 – сопло; 4 – гибкая труба; 5 – смесь пластовых флюидов с продуктами реакции или жидкости гидроразрыва; 6 – каротажный прибор

Эта же компоновка скважинного оборудования позволяет проводить перфорацию пласта в режиме депрессии с последующей обработкой скважины, а также ее гидродинамические исследования. Функциональные свойства ЭМПИ - УГИС дают возможность разработать целый ряд колтбобинг-эжекторных технологий (КЭТ), которые могут применяться при ГРП, в том числе многопластовых объектов, а также при перфорации, исследовании и освоении горизонтальных скважин (патенты РФ № 2205993, 2239729).

При эксплуатации газоконденсатных скважин часто происходит их самоглушение из-за накопления на забое жидкости (воды и конденсата), поэтому необходимо периодически удалять ее с забоя. Кроме того, в процессе эксплуатации таких скважин часто возникает необходимость проведения мероприятий по интенсификации их дебитов, а также промыслово-геофизических и гидродинамических исследований. Для выполнения этих работ по существующим технологиям следует глушить скважины, привлечь бригады КРС и проводить работы с использованием передвижной вышки.

Сущность технологии эксплуатации газоконденсатных скважин с применением ЭМПИ - УГИС-(31-40)Г заключается в том, что в скважине перед ее освоением на НКТ устанавливают корпус струйного насоса УГИС-(31-40)Г с пакером и хвостовиком, которые постоянно находятся в скважине (патент РФ № 2287095) (рис. 2) В корпусе струйного насоса имеются входные окна, которые перекрыты подпружиненной снизу втулкой с перепускными отверстиями и посадочным местом для функциональных вставок. В верхнем положении втулки входные окна корпуса не совпадают с перепускными отверстиями втулки (рис. 2, а) и внутренняя полость НКТ изолирована от затрубного пространства. Минимальный проходной диаметр втулки равен 51 мм для НКТ диаметром 73 мм и 62 мм для НКТ диаметром 89 мм. При этом в пласт можно закачивать кислоту или жидкость гидроразрыва.

Для удаления с забоя скважины пластовой жидкости, жидкости гидроразрыва или продуктов реакции из пласта, а также для регистрации КВД в подплаккерном пространстве используется эжектирующее устройство с автономным манометром и обратным клапаном (см. рис. 2, в), которое сбрасывается в НКТ и устанавливается на посадочном месте во втулке. Струйный насос приводится в рабочее положение путем подачи под давлением по затрубному пространству рабочего агента (природного газа, жидкого азота, воды, дизельного топлива или сепарированной нефти). При этом втулка под давлением перемещается вниз, ее перепускные отверстия совмещаются с входными окнами корпуса насоса (см. рис. 2 в, г) и рабочий агент сначала попадает на сопло эжектирующего устройства, а затем в камеру смешения, диффузор и НКТ над эжектирующим устройством. Таким образом, происходит дренирование продуктивного пласта и удаление жидкости с забоя скважины.

Поочередно могут применяться два вида вставных эжектирующих устройств: для регистрации КВД и каротажных работ в режиме притока из пласта. Последнее эжектирующее устройство спускается в скважину на каротажном кабеле вместе с геофизическим прибором.

После прекращения работ вставные эжектирующие устройства через лубрикатор извлекаются на поверхность, втулка под действием пружины движется вверх, изолируя внутреннюю полость фонтанного пространства, и скважина готова к эксплуатации фонтанным способом. По мере необходимости без привлечения бригад КРС проводят следующие работы:

- 1) промывку забоя скважины с помощью гибких труб;
 - 2) удаление с забоя скважины жидкости с помощью эжектора;
 - 3) интенсификацию добычи путем КО, ГРП, перестрелов, промывку забоя от проппанта, удаление из пласта продуктов реакции и жидкости гидроразрыва;
 - 4) периодические исследования скважины методами ГДИС и ГИС;
 - 5) ввод скважины в эксплуатацию фонтанным способом через УГИС после ОПЗП и ГИС и ГДИС исследований.
- Нами накоплен определенный опыт работ по проведению ГРП через УГИС с последующим освоением и исследованием скважин методами ГИС и ГДИС до и после гидроразрыва (рис. 3).

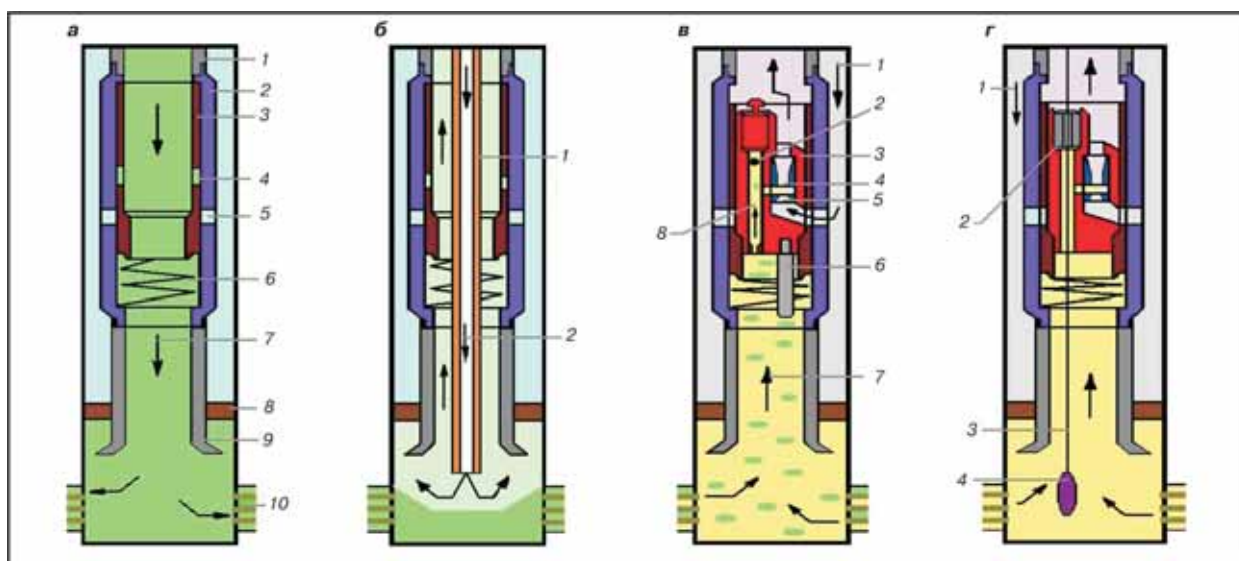


Рис. 2. Применение ЭМПИ - УГИС-(31-40)Г при эксплуатации газоконденсатных скважин:

а – внутренняя полость НКТ изолирована от затрубного пространства: 1 – НКТ; 2 – корпус УГИС; 3 – втулка; 4 – перепускные отверстия; 5 – входные окна; 6 – пружина; 7 – жидкость гидроразрыва, кислота; 8 – пакер; 9 – хвостовик; 10 – пласт б) работа с трубами малого диаметра: 1 – труба котюбинга или НКТ малого диаметра; 2 – жидкость для промывки забоя; в) работа с эжектирующим устройством для дренирования пластов: 1 – рабочий агент; 2 – шарик; 3 – эжектирующее устройство; 4 – камера смешения; 5 – сопло; 6 – автономный манометр; 7 – продукты реакции, пластовый флюид; 8 – канал подвода откачиваемой среды; г) проведение каротажных работ в режиме депрессии: 1 – рабочий агент (жидкость, газ); 2 – герметизирующий узел; 3 – каротажный кабель; 4 – каротажный прибор

Для этого сначала жидкость гидроразрыва закачивают через вставку ФХО (рис. 3, а). Затем, после ее откачки, снимают ИК и КВД с помощью вставки КВД (рис. 3, б). На последнем этапе регистрируют профиль притока и состав пластового флюида (рис. 3, в).

Технологические процессы, осуществляемые с применением ЭМПИ - УГИС, обладают такими только им присущими преимуществами, как комплексность, селективность, постоянный контроль за качеством работ и управляемость всеми операциями, что позволяет

выделить их в новый класс работ под названием «ЭМПИ-технологии». При этом выполняются следующие работы [7]: а) испытание геологических объектов в скважинах с открытым стволом и обсаженных, в том числе горизонтальных; б) ОПЗП при освоении скважин после бурения или при их капитальном ремонте; в) контроль за разработкой месторождений; г) проведение РИР; д) ГРП; е) освоение скважин после бурения; ж) эксплуатация фонтанных газоконденсатных скважин; з) добыча нефти струйным насосом. Например, при испытании геологических объектов выполняется следующий перечень работ:

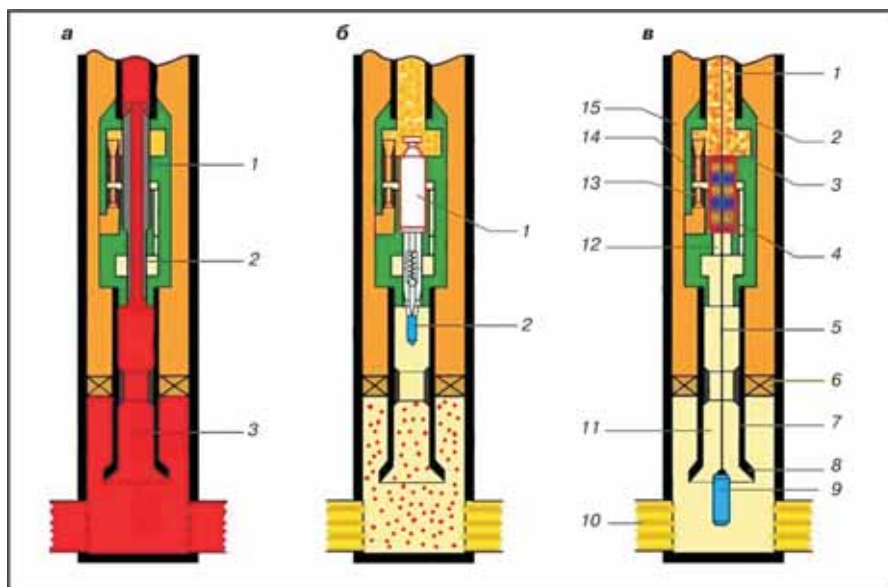


Рис. 3. Схема проведение ГРП и освоения скважины с помощью ЭМПИ - УГИС-(11-20):

а – проведение гидроразрыва пласта, КО, кислотных ГРП: 1 – блокирующая вставка; 2 – проходной канал; 3 – жидкость гидроразрыва; б – освоение скважины после ГРП, регистрация КВД и индикаторных кривых до и после ГРП: 1 – вставка КВД; 2 – автономный манометр; в – проведение исследований, перфорации и акустического воздействия при депрессии на пласт до ГРП, исследований после ГРП: 1 – НКТ; 2 – корпус УГИС; 3 – смесь рабочего агента и пластового флюида; 4 – герметизирующий узел; 5 – каротажный кабель; 6 – пакер; 7 – хвостовик; 8 – воронка; 9 – каротажный прибор; 10 – пласт; 11 – пластовый флюид; 12 – проходной канал; 13 – сопло; 14 – диффузор; 15 – рабочий агент

1. Перфорация пластов в режиме депрессии.

2. Фоновые исследования методами ГИС, а также регистрация профиля притока и состава пластовых флюидов.

3. Дренирование скважин при разных депрессиях с замером дебитов на поверхности и построение экспресс-ИК.

4. ОПЗП гидродинамическими и физико-химическими методами.

5. Многоцикловые снятия КВД в подпакерном пространстве.

В таблице приведены результаты ГРП в ТПП «Урайнефтегаз» с применением УГИС-15.

6. Повторная регистрация профиля и состава притока после ОПЗП.

Номер скважины	Интервал перфорации, м	Параметры ГРП				Виды работ с УГИС-15	Результаты, полученные по КВД
		Среднее давление, МПа	Скорость закачки жидкости гидроразрыва, м ³ /мин	Объем закачки, м ³	Объем прокачки пропантанта, т		
4039	1930,4-1934 1938,2-1940 1944,2-1946 1947,2-1950	23-20	2,6	85,6	21,5	ГРП. Дренирование. Регистрация КВД, ИК	Пластовое давление – 17,4 МПа, гидропроводность - 0,09 мкм ² -см/(МПа-с), скин-фактор – 5,03, коэффициент продуктивности – 6,6 м ³ /(сут-МПа)
6633	1927-1933	29	2,6	51,5	9	ГРП до конца не проведен из-за поломки насосных агрегатов	Исследования не проводились
10397	2207-2122 2132-2141	28	2,5	59,3	15,7	ГРП. Дренирование. Регистрация КВД, ИК, ПГИ	Пластовое давление – 20,1 МПа, гидропроводность - 0,10 мкм ² -см/(МПа-с), скин-фактор – 4,01, коэффициент продуктивности – 7,2 м ³ /(сут-МПа)
2155	1867-1885	23,5	3,0	82,7	24,7	Мини-ГРП. ГРП. Дренирование. Регистрация КВД, ИК	Пластовое давление – 11,86 МПа, гидропроводность – 21,58 мкм ² -см/(МПа-с), скин-фактор – 0,19, коэффициент продуктивности – 1,4 м ³ /(сут-МПа)
9418	2295,2-2307,2 2315,8-2327	27,5	3,0	89,7	29,7	Мини-ГРП. ГРП. Дренирование. Регистрация КВД, ИК	Пластовое давление – 13,3 МПа, гидропроводность – 70,92 мкм ² -см/(МПа-с), коэффициент продуктивности – 2,3 м ³ /(сут-МПа)
6276	1807,2-1813	23	2,5	59,5	14,4	Мини-ГРП. ГРП. Дренирование. Регистрация КВД, ИК	Пластовое давление – 10,9 МПа, гидропроводность – 9,47 мкм ² -см/(МПа-с), скин-фактор – 5,15, коэффициент продуктивности – 1,5 м ³ /(сут-МПа)

7. Отбор проб пластового флюида пробоотборниками на каротажном кабеле.

Такой широкий набор технологических операций позволяет получить наиболее достоверную информацию о промысловых характеристиках пластов и техническом состоянии скважин.

Комплекс ЭМПИ - УГИС особенно эффективен в поисковых и разведочных скважинах при испытании пластов в открытом стволе в сложных геолого-технических условиях (наличие электронной проводимости скелета пород, высокая минерализация бурового раствора, применение непроводящих буровых растворов, наличие пластов с низкой открытой пористостью матрицы пород). В этих условиях при испытании пластов можно проводить промыслово-геофизические исследования по методикам каротаж – испытание – каротаж и каротаж – закачка - каротаж, а также регистрировать профили притока и состав пластового флюида, а также многократно снимать КВД. Кроме того, можно применять методы интенсификации притока пластового флюида. Ни один из пластоиспытателей известных сервисных компаний не позволяет выполнять такой широкий набор технологических операций за один спуск компоновки НКТ в скважину. Экономический эффект от применения ЭМПИ - УГИС обеспечивается за счет сокращения времени работ, получения более достоверной геолого-промысловой информации о продуктивных пластах, повышения коэффициента успешности работ и увеличения дебита скважин при ОПЗП.

Таким образом, ЭМПИ - УГИС являются высокоэффективными техническими средствами, позволяющими существенно повысить геолого-промысловую и экономическую эффективность работ по испытанию, освоению, капитальному ремонту и эксплуатации нефтегазовых скважин с аномально низкими пластовыми давлениями. Вместе с тем, несмотря на относительно большие объемы внедрения и наличие соответствующих патентов РФ, развитие технологий на базе ЭМПИ – УГИС находится на начальной стадии. Основной причиной, сдерживающей их развитие, является «слабое» соблюдение в Российской Федерации законов об интеллектуальной собственности.

Список литературы

1. Хоминец З.Д. Изучение состояния призабойной зоны терригенных пластов//Нефтяное хозяйство. – 1987. - № 7. - С. 18-22.
2. РД-39-2-1036-85. Инструкция по освоению скважин методом создания управляемых циклических депрессий на пласт с использованием струйных насосов. - М.: Миннефтепром, 1985. - 31 с.
3. Хоминец З.Д., Яремийчук Р.С. Освоение скважин с непрерывным контролем состояния призабойной зоны//Нефтяное хозяйство. - 1988. - № 4. - С. 20-22.
4. Разработка технологических процессов исследования скважин на базе струйных насосов/З.Д. Хоминец и др.//Нефтяное хозяйство. – 1989. - № 9. - С. 61-62.
5. Хоминец З.Д. Перспективы применения эжекторных многофункциональных пластоиспытателей геофизическими организациями//Каротажник. - 2004. - С. 98-112.
6. Хоминец З.Д. Проведение многоэтапных технологических операций в нефтегазовых скважинах с помощью ЭМПИ - УГИС. Труды Международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи». РАГС при Президенте РФ. - М., 2005. - С. 413-422.
7. Хоминец З.Д. «ЭМПИ - технологии» - новое направление в области испытания, исследования, ремонта и освоения нефтяных скважин. Труды Международного технологического симпозиума «Интенсификация добычи нефти и газа». РАГС при Президенте РФ. - М., 2003. - С. 289-297.